

**ОСОБЕННОСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ПГУТЭС\***

Докт. техн. наук, проф. БОКУН И. А.

*Белорусский национальный технический университет*

В 2001 г. мировое производство электрической энергии составило 15476 млрд кВт·ч, из которого тепловые электростанции на угольном топливе произвели 38,7 %, на жидком топливе – 7,5, на природном газе – 18,3 %. Доля атомных электростанций в мировом производстве электроэнергии составила 17,1 %, гидравлических электростанций – 16,6, нетрадиционных возобновляемых источников энергии – 1,8 %. Темпы спроса на электроэнергию составляют, по мнению ученых, 3 % в год [1, 2].

Две большие аварии, произошедшие в XX ст. на АЭС (Three Mile Island, 1979, и на Чернобыльской АЭС, 1986) не поколебали мнения некоторых инженеров об эффективности и экологичности АЭС. В настоящее время в области атомной энергетикой обострились следующие проблемы: стоимость, безопасность, захоронение ядерных отходов, ядерный шантаж и терроризм, которые тесно взаимосвязаны с экологическими и экономическими ограничениями [3].

Современная атомная энергетика базируется на природном уране, состоящем из трех изотопов. Основной изотоп –  $^{238}\text{U}$  – имеет период полураспада, соизмеримый с возрастом Земли. Все изотопы урана спонтанно (самопроизвольно) распадаются с испусканием  $\alpha$ -частиц и выделением энергии.  $^{235}\text{U}$  является единственным природным материалом, ядра атомов которого могут делиться под воздействием нейтронов любых энергий. К тому же в природном уране его содержится 1/140 часть [4]. Большинство проектируемых и действующих АЭС с реакторами на тепловых нейтронах работают на обогащенном  $^{235}\text{U}$ . Обогащенным ураном называется полученная искусственным путем смесь природных изотопов урана, в которой содержание  $^{235}\text{U}$  превышает его концентрацию в природном уране (0,71 %). Содержание  $^{235}\text{U}$  в смеси характеризует степень обогащенности: слабообогащенный (до 5 %), среднеобогащенный (5–20 %), высокообогащенный (21–90 %), сверхобогащенный (90–96 %). Качество и ценность урановых руд определяются содержанием в них урана. По содержанию урана в рудах различают пять сортов руд: 1) очень богатые (>1 %), но весьма редко встречающиеся; 2) богатые (1–0,5 %), тоже редкие; 3) средние (0,5–0,25 %); 4) рядовые (0,25–0,09 %); 5) бедные (0,09 % и менее до нижнего промышленного минимума) [4].

В реактор ВВЭР 1000 МВт (тепловая мощность – 3000 МВт) загружается около 80 т  $\text{UO}_2$ , или 70 т U металла, а в реактор РБМК 1000 МВт (тепловая мощность – 3200 МВт) одновременно загружается 228 т  $\text{UO}_2$ , или 192 т U металла [4].

Количество ядерного топлива, подлежащего переработке в топливном цикле для АЭС с реакторами на тепловых нейтронах электрической мощ-

---

\* Публикуется в порядке обсуждения.

ностью 1000 МВт типа ВВЭР, составляет 20–30 т/год, а для реакторов РБМК – 40–50 т/год. Это количество топлива ежегодно выгружается из реактора и в течение определенного времени от нескольких месяцев до нескольких лет (5–8 лет) должно храниться в специальных водоохлаждаемых контейнерах. Годовая потребность в обогащенном уране определяется по формуле [4]

$$G_x = \frac{N_T 365 \bar{\phi}}{\bar{B}}, \text{ т/год}, \quad (1)$$

где  $N_T$  – тепловая установленная мощность, МВт;  $\bar{\phi}$  – среднегодовой коэффициент использования установленной мощности;  $\bar{B}$  – средняя удельная энерговыработка (глубина выгорания), МВт·сут/т.

При сложившихся в настоящее время в ядерном топливном цикле (ЯТЦ) условиях в реактор на тепловых нейтронах типа РБМК 1000 первоначально загружается 200 т уранового топлива в виде тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ). Для получения такого количества уранового металла необходимо переработать 200 тыс. т урановой руды с содержанием в ней урана 0,1 % [5]. Затраты на добычу такого количества урановой руды, не считая ее переработки, могут составить свыше 1,5 млн дол. Эксплуатационные затраты, связанные с переработкой выгруженного из атомного реактора топлива, включают затраты на хранение топлива на АЭС, транспортировку его от АЭС на перерабатывающий завод, хранение на складах-хранилищах завода, химическую переработку топлива на заводе (основная доля затрат), удаление отходов, их долговременное хранение, окончательное захоронение в соответствующих геологических формациях, возвращение регенерированного урана в топливный цикл после его превращения в гексафторид урана ( $UF_6$ ), который используют при разделении изотопов методами газовой диффузии и центрифугировании как исходное вещество в производстве  $UO_2$  для ТВЭЛов [4]. Стоимость переработки топлива, отработанного в реакторах на тепловых нейтронах, без учета затрат на локализацию и хранение отходов на заводах Англии и Франции составляет свыше 980 дол./кг [4].

Образующиеся в технологическом оборудовании АЭС газы состоят из азота с примесью водяного пара, водорода, радиоактивных газов и соединений йода, которые должны разбавляться воздухом и очищаться.

Потребление воздуха на АЭС обусловлено необходимостью снижения концентрации загрязняющих выбросов и обеспечения нормальных условий жизнедеятельности персонала. Расход воздуха на АЭС с тепловыми реакторами оценивается в пределах  $(15–20) \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/год на 1 МВт установленной мощности [6].

На АЭС так же, как и на ТЭС, происходят выбросы теплоты при конденсации пара, величина которых зависит от термодинамического цикла и тепловой схемы энергетической установки. Если на ТЭС со сверхкритическими параметрами эти потери составляют 45–55 %, то на АЭС с водоохлаждаемыми реакторами они достигают 65–68 % [6].

Расход охлаждающей воды на ТЭС и АЭС можно определить по формуле

$$G_{0b} = kN, \text{ т/ч}, \quad (2)$$

где  $k$  – удельный расход пара, т/(МВт·ч);  $N$  – мощность электростанции, МВт.

Для ТЭС  $k \approx 100\text{--}150$  т/(МВт·ч), а для АЭС  $k \approx 150\text{--}200$  т/(МВт·ч).

Повышенный расход охлаждающей воды на АЭС вызван большим удельным расходом пара на единицу мощности, вследствие пониженных параметров, а также дополнительным расходом воды на охлаждение теплообменников реактора. Эти и ряд других особенностей позволяют считать, что в ближайшей перспективе мировая энергетика будет развиваться на использовании органических топлив. При этом экологическая безопасность и экономическая эффективность энергетики будут обеспечены современными технологиями, к которым следует отнести парогазовые установки с внутрицикловой газификацией некондиционированных топлив (уголь, сланцы).

При выборе варианта источника энергоснабжения от АЭС или ТЭС на органическом топливе сравнение следует вести с лучшими парогазовыми ТЭС, КПД которых достигает 54–60 %. При КПД парогазовой ТЭС 54 % удельный расход условного топлива составит

$$b_3 = \frac{0,123}{\eta_{\text{ПГУТЭС}}} = \frac{0,123}{0,54} \approx 0,23 \text{ кг/(кВт·ч)}.$$

Годовой расход топлива для блока мощностью  $N = 1000$  МВт и  $h_{\text{max}} = 6000$  ч

$$B_3 = b_3 N h = 0,23 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^3 \approx 1,38 \cdot 10^9 \text{ кг/год} \approx 1,38 \cdot 10^6 \text{ т/год}.$$

Так как в Республике Беларусь запасы бурых углей составляют свыше 1,3 млрд т [7], может оказаться целесообразным вариантом создания ПГУТЭС на бурых углях. Содержание углерода в бурых углях Беларуси находится в пределах 61–68 %, а естественная влажность колеблется от 50,2 до 61,7 %, выход летучих – от 51,4 до 78,4 %, теплота сгорания – от 16,91 до 26,33 МДж/кг [7]. Годовой расход бурых углей при теплоте сгорания 20 МДж/кг для блока мощностью 1000 МВт составит

$$B_{\text{н}} = B_3 \frac{Q_{\text{нл}}^{\text{п}}}{Q_{\text{нл}}^{\text{н}}} = 1,38 \cdot 10^6 \cdot \frac{29,3}{20} \approx 2 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Если себестоимость добычи углей шахтным способом составляет 5–7 дол./т, то цена их будет

$$C_{\text{т}} = \frac{S}{1 - \Pi} = \frac{7}{1 - 0,2} \approx 9 \text{ дол./т},$$

где  $\Pi$  – доля прибыли от цены.

Годовые затраты на топливо для ПГУТЭС

$$S_{\text{т}} = B_{\text{н}} C_{\text{т}} = 2 \cdot 10^6 \cdot 9 = 18 \cdot 10^6 \text{ дол./год}.$$

ПГУ с внутрицикловой газификацией угля смогут полностью заменить природный газ в камерах сгорания энергетических ГТУ синтетическим га-

зом, полученным в процессе газификации бурых углей, сланцев и других низкокачественных топлив. Работа ПГУ с внутрицикловой газификацией углей и других топлив относится к технологии ступенчатого сжигания, в процессе которого происходит удаление вредных для окружающей среды веществ.

Внутрицикловая газификация угля в кипящем слое позволит обеспечить снижение выбросов оксидов углерода, серы, азота в окружающую среду.

Удельные капиталовложения в парогазовые ТЭС в два раза меньше, чем в АЭС [8–10]. В настоящее время себестоимость производства электроэнергии на ТЭС России не выше 0,6 р./кВт·ч, в то время как себестоимость производства электроэнергии на АЭС с реакторами ВВЭР 1000 составляет 1 р./кВт·ч [11]. На ТЭС, работающих на органическом топливе, в структуре себестоимости электроэнергии топливная составляющая достигает 60–70 %, а на АЭС такой же процент приходится на капитальную составляющую, топливная составляющая может быть снижена до 15–20 %. Но так как срок строительства АЭС длится четыре-пять лет и более, величина разновременных капитальных затрат может привести к повышению капиталовложений еще на 20–30 % [11]. Кроме того, на АЭС возникают дополнительные расходы, связанные с ее выводом из эксплуатации, которые делают атомный вариант на 50–60 % дороже парогазового [8].

Твердые остатки от сжигания и газификации угля могут быть использованы в производстве строительных материалов, в технологиях рекультивации земель, для раскисления почв и т. д.

Кроме того, ПГУТЭС с внутрицикловой газификацией топлива обладает более высокой маневренностью, чем АЭС.

Таким образом, при выборе пути энергоснабжения следует проводить тщательный технико-экономический анализ различных вариантов, сравнение делать не только АЭС с ТЭС на газовом топливе или мазуте с классической схемой сжигания, а с ПГУТЭС с современными технологиями сжигания, ПГУТЭС с внутрицикловой газификацией местных топлив (бурый уголь, сланцы).

## ВЫВОДЫ

1. При выборе источника энергоснабжения – АЭС или ТЭС на органическом топливе – сравнение необходимо проводить с современными парогазовыми ТЭС.
2. Показано, что АЭС по технико-экономическим показателям уступают парогазовым ТЭС.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Масликов, В. И. Природно-технические системы в энергетике / В. И. Масликов, М. П. Федоров // Энергетика. Изв. РАН. – 2006. – № 6. – С. 7–16.
2. Ольховский, Г. Г. Глобальные проблемы энергетики / Г. Г. Ольховский // Электрические станции. – 2005. – № 1. – С. 4–10.
3. Клименко, А. В. Экологические ограничения конкурентоспособности ядерной энергетики / А. В. Клименко // Вестник МЭИ. – 2006. – № 5. – С. 5–10.

4. С и н е в, Н. М. Экономика атомной энергетики / Н. М. Синева, Б. Б. Батуров. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 341 с.
5. А т о м н а я энергетика в структуре мирового энергетического производства в XXI веке // Электроэнергетика. – 2006. – № 5. – С. 63–70.
6. С к а л к и н, Ф. В. Энергетика и окружающая среда / Ф. В. Скалкин, А. А. Канаев, И. З. Копп. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 280 с.
7. Э н е р г е т и ч е с к и й способ разработки месторождений бурых углей и утилизации отходов в Беларуси / В. С. Войтенко [и др.] // Горная механика. – 2006. – № 1. – С. 3–14.
8. Б а б а н и ч, И. В. Сокращение потребления природного газа и перспективы электроэнергетики: «атомный» и «парогазовый» сценарии / И. В. Бабанич, В. А. Чупров // Вести в электроэнергетике. – 2006. – № 5. – С. 28–31.
9. Л а в р е н т ь е в, Н. Как выйти из энергетического кризиса? / Н. Лаврентьев, Д. Жуков // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 3. – С. 8–9.
10. Я к о в л е в, Б. В. Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 1. – С. 41–51.
11. Н а п р а в л е н и я повышения экономической эффективности АЭС с ВВЭР / Ю. К. Петряев [и др.] // Теплоэнергетика. – 2007. – № 1. – С. 31–34.

Представлена кафедрой экономики  
и организации энергетики

Поступила 5.05.2007

УДК 621.311.22:658.012.011.56:681.32

## **УТОЧНЕНИЕ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ В АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ УПРАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УРАВНЕНИЙ СВЯЗИ**

Канд. техн. наук **ЯНИЦКИЙ В. А.**

*РУП «БелГЭИ»*

Обязательным условием длительной надежной эксплуатации автоматизированных систем управления технологическими процессами является наличие эффективного контроля достоверности поступающих на обработку исходных данных. Применение отдельных известных способов контроля исходной информации, как правило, позволяет решать ограниченные задачи. Однако при совместном использовании нескольких способов можно обеспечить эффективное выявление как грубых ошибок измерений, связанных с отказом датчиков информации, так и сравнительно небольших погрешностей измерений.

Одним из эффективных способов контроля достоверности и уточнения исходной информации является использование дополнительной информации, содержащейся в уравнениях связи между поступившими на контроль величинами. В качестве уравнений связи могут применяться уравнения материального или энергетического баланса, включающие поступившие на контроль величины. Задача контроля достоверности и уточнения исходной